

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

УДК 621.577

ОЦЕНКА ГРАНИЦ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

С.Л. Елистратов
г. Новосибирск, ИТ СО РАН

THE ESTIMATE OF THE LIMITS OF TECHNICAL AND ECONOMICAL EFFICIENCY OF HEAT PUMP APPLICATION

S.L. Elistratov
Novosibirsk, IT SB RAS

Представлена методика определения технико-экономической эффективности тепловых насосов парокомпрессионного и абсорбционного типов в сравнении с электродогревателями и топливными котельными.

Ключевые слова: тепловой насос, экономическая эффективность, инвестиционный проект.

A simple method for determination of technical and economical efficiency of vapor-compression and absorption heat pumps is shown in comparison with electric boilers and fuel boiler houses.

Keywords: heat pump, economical efficiency, project investment.

Практическое замещение с помощью тепловых насосов (ТН) ископаемых видов топлива на низкопотенциальное (до 40 °С) тепло возобновляемых и вторичных источников: воды рек, озер, питьевой воды, промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод, систем оборотного водоснабжения, окружающего воздуха, грунта и т. п. источников, – является важным направлением энергосбережения и охраны окружающей природной среды.

Для принятия решения об использовании ТН полезными могут быть предварительные оценки границ их технико-экономической эффективности. Ниже изложена простая методика поэтапного определения экономической эффективности, неразрывно связанная с энергетическими, экологическими и другими показателями работы ТН и теплоисточников на их основе.

Целью первого этапа оценки является установление самых общих граничных показателей целесообразности применения ТН на основе наглядного графического представления (рис. 1) уравнения для чистого дисконтированного дохода [1]:

$$\text{ЧДД} = B \frac{1 - (1 + E)^{-T}}{E} - K_0, \quad (1)$$

где K_0 – единовременные капитальные затраты; B – ежегодные чистые сбережения, получаемые благодаря ТН; T – технический срок службы оборудования; E – ежегодная норма дисконта.

При ЧДД = 0 уравнение (1) дает семейство граничных кривых, представляющих внутреннюю норму доходности ВНД. Область параметров экономически эффективного применения ТН будет располагаться под соответствующими кривыми (см. рис. 1). Например, параметры т. А на верхней кривой имеют значения: $T = 20$, $\text{ВНД} = 0,288$ и $K_0/B = 3,4$. Для области под этой кривой (см. т. С, D и F) ЧДД > 0 и проекты применения ТН будут приносить доход, а выше нее (см. т. В и S) ЧДД < 0, что свидетельствует об их убыточности. В области ЧДД > 0 при неизменном отношении K_0/B с целью обеспечения безубыточности проекта при $T_F < T_D < T_A$ необходимо уменьшать допустимую норму дисконта E с уменьшением срока службы T . При этом безразмерный комплекс K_0/B характеризует допустимый предельный уровень отношения капиталовложений и годовой чистой прибыли (без налогов и амортизации) для рассматриваемого варианта применения ТН.

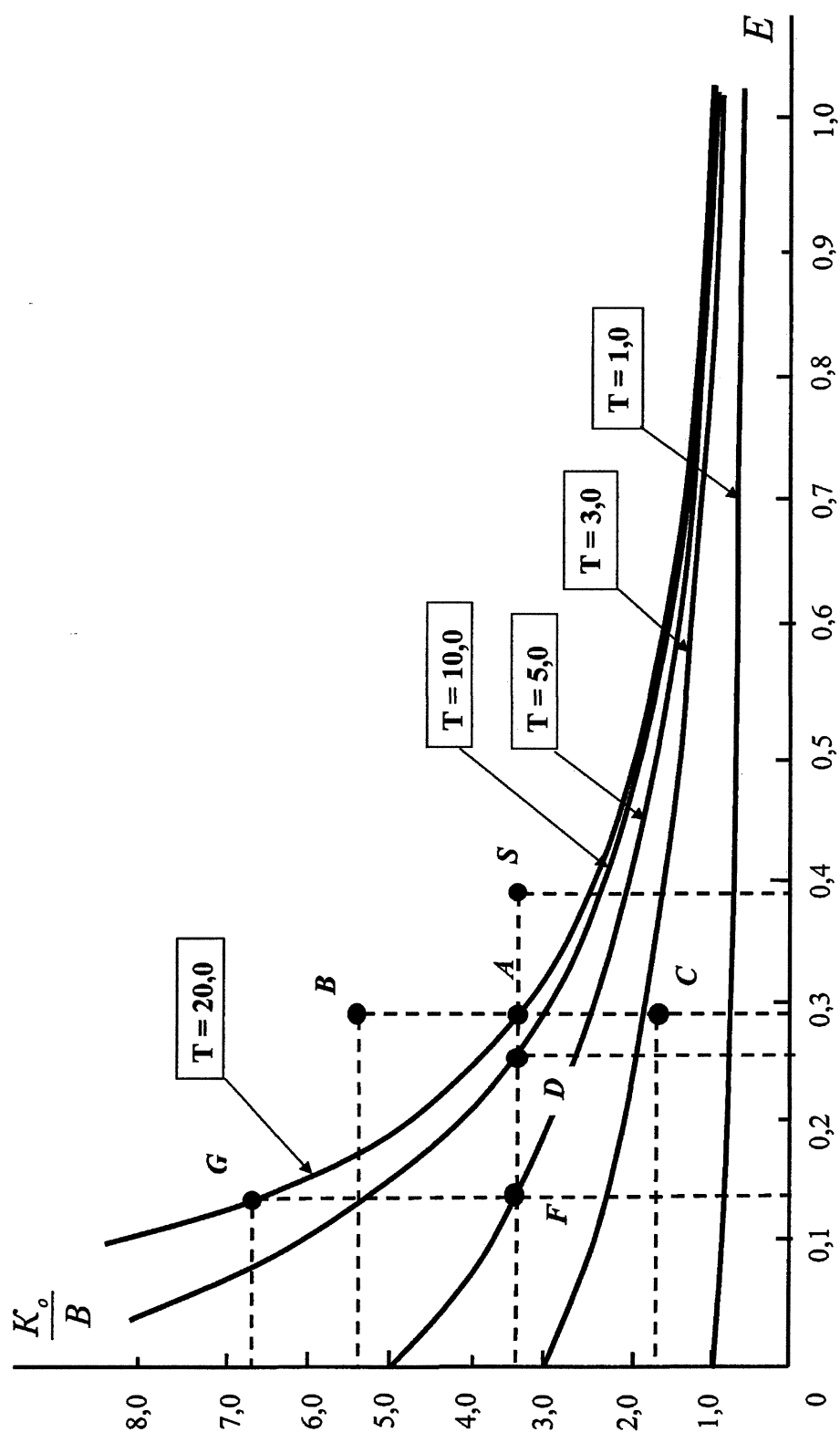


Рис. 1. Граничные значения экономической эффективности инвестиционных проектов применения ТН

На втором этапе для выявления допустимых границ отпускной цены на продукцию, производимую ТН, воспользуемся возможностями непрерывной модели денежных потоков [2]. Переход от дискретных потоков, характерных для большинства работающих систем теплоснабжения, к непрерывным позволяет представить любой денежный поток в виде

$$Z = \int_0^T e^{-rt} dZ(t), \quad (2)$$

где T и t – соответственно полный период и текущее время осуществления проекта, r – непрерывная норма дисконта. Связь между годовой и непрерывной нормами дисконта определяется простым уравнением:

$$1 + E = e^r. \quad (3)$$

Из (3) следует, что $r < E$, но если E невелика, то разница между ними незначительна.

Аналитическая формула [2] для расчета интегрального эффекта инвестиционного проекта производства, отпускающего в непрерывном режиме потребителю продукцию Q по цене P при годовых эксплуатационных издержках C , имеет вид:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = & [PQ - C](1 - \eta_{\Pi}) \frac{1 - e^{-rT}}{r} - \\ & - K_H \left[(1 + v) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - v \right] - K \left\{ (1 + v) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - v + \right. \\ & \left. + \eta_{\Pi} (1 - \eta_{\Pi}) \frac{e^{-rT} - 1 + rT}{r^2 T} - \eta_{\Pi} \frac{1 - e^{-rT}}{rT} \right\}. \end{aligned} \quad (4)$$

Здесь K и K_H – соответственно капитализируемые и некапитализируемые инвестиции в проект, равномерно производимые в предпусковой период продолжительностью S ; T – продолжительность эксплуатации объекта; v , η_{Π} и η_{Π} – соответственно ставки налогов на добавленную стоимость, прибыль и имущество. В пределах временного отрезка осуществления инвестиционного проекта $-S \leq t \leq T$ значение $= 0$ соответствует завершению инвестиций и началу производства продукции. В момент начала эксплуатации осуществляется единовременный возврат НДС и до завершения проекта начинает осуществляться налогообложение прибыли и капитализированного имущества.

Применительно к проектам применения ТН различного типа выражение (4) можно представить как

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = & [(Q_T P_T + Q_X P_X + \Psi P_{CO_2}) - \\ & - \sum_{k=1}^m I_k](1 - \eta_{\Pi}) \frac{1 - e^{-rT}}{r} - K_P \left[(1 + v) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - v \right] - \\ & - (K_{3Д} + K_{ОБ}) \left\{ (1 + v) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - v + \right. \\ & \left. + \eta_{\Pi} (1 - \eta_{\Pi}) \frac{e^{-rT} - 1 + rT}{r^2 T} - \eta_{\Pi} \frac{1 - e^{-rT}}{rT} \right\}. \end{aligned} \quad (5)$$

Здесь $K_{3Д}$ – капитальные затраты на строительство зданий и сооружений для размещения ТН; $K_{ОБ}$ – капитальные вложения в приобретение оборудования ТН и технические системы для обеспечения их работы; K_P – некапитализируемые затраты, связанные с работами по проектированию, монтажными, пуско-наладочными и т. п. работами до ввода ТН в эксплуатацию.

В качестве возможных доходов от использования ТН в (5) учтены: тепловая энергия Q_T , отпускаемая по цене P_T ; одновременно с тепловой энергией вырабатываемый холод для кондиционирования или охлаждения технологических потоков Q_X , отпускаемый по цене P_X ; специфический экологический товар [3] – квоты на выбросы углекислого газа Ψ , продажа которых может быть произведена на международном рынке по цене P_{CO_2} .

Годовые эксплуатационные затраты в (5) можно представить в виде суммы равномерно распределенных затрат:

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^m I_k = & I_{Э} + I_A + (I_{ТР} + I_{ЗП} + I_O + I_{проч.}) + \\ & + I_{ОС} + I_H + I_{КР}. \end{aligned} \quad (6)$$

Здесь $I_{Э}$ – энергетические затраты (приобретение топлива, высокопотенциального тепла и/или электроэнергии); $I_A = (k_A^{3Д} \cdot K_{3Д} + k_A^{ОБ} \cdot K_{ОБ})$ – амортизационные отчисления; $I_{ТР} = k_{ТР} I_A$ – отчисления на текущий ремонт; $I_{ЗП} = 12z\Phi(1 + \beta)$ – годовые отчисления на зарплату обслуживающего персонала; $I_O = k_O (I_A + I_{ТР} + I_{ЗП})$ – расходы на содержание инфраструктуры; $I_{проч.} = k_{проч} I_O$ – прочие непредвиденные расходы; $I_{ОС}$ – издержки на охрану окружающей среды, в том числе плата за вредные выбросы и сбросы; I_H – издержки на повышение надежности работы теплоисточника; $I_{КР}$ – плата за кредит; z – количество обслуживающего персонала; Φ – среднемесячная зарплата одного работающего; k_A , $k_{ТР}$, k_O , $k_{проч}$, β – соответственно безразмерные коэффициенты амортизационных отчислений на реновацию и капитальный ремонт, текущий ремонт, на содержание инфраструктуры теплового хозяйства, прочих неучтенных расходов, норматив отчислений в социальные фонды.

Упростим задачу, приняв во внимание в (5) в качестве единственного вида полезного дохода средства от продажи тепловой энергии, а в качестве затрат только энергозатраты. Годовую выработку тепловой энергии теплоисточником можно представить как

$$Q = Q^p k_{\text{год}}, \quad (7)$$

где Q^P – расчетная паспортная теплопроизводительность оборудования; $k_{\text{год}}$ – коэффициент годовой загрузки его установленной мощности, характеризующий конкретный эксплуатационный режим работы.

Тогда для наиболее распространенных на практике парокомпрессионных с электроприводом и абсорбционных ТН выражение (5) с учетом (7) преобразуется соответственно к виду:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = Q^P \tau_{\text{год}} k_{\text{год}} [P_T - T_{\text{эл}} / \varphi] (1 - \eta_{\Pi}) \frac{1 - e^{-rT}}{r} - \\ - K_P \left[(1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu \right] - \\ - (K_{\text{ЗД}} + K_{\text{ОБ}}) \left\{ (1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu + \right. \\ \left. + \eta_{\Pi} (1 - \eta_{\Pi}) \frac{e^{-rT} - 1 + rT}{r^2 T} - \eta_{\Pi} \frac{1 - e^{-rT}}{rT} \right\}; \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = Q^P \tau_{\text{год}} k_{\text{год}} [P_T - T_T / (\mu \eta_{\text{ГЕН}})] \times - \\ \times (1 - \eta_{\Pi}) \frac{1 - e^{-rT}}{r} - K_P \left[(1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu \right] - \\ - (K_{\text{ЗД}} + K_{\text{ОБ}}) \left\{ (1 + \nu) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - \nu + \right. \\ \left. + \eta_{\Pi} (1 - \eta_{\Pi}) \frac{e^{-rT} - 1 + rT}{r^2 T} - \eta_{\Pi} \frac{1 - e^{-rT}}{rT} \right\}. \end{aligned} \quad (9)$$

Здесь φ и μ – коэффициенты преобразования и трансформации соответственно для парокомпрессионных и абсорбционных ТН; $\eta_{\text{ГЕН}}$ – КПД генератора абсорбционного ТН; $T_{\text{эл}}$ и Q_T – соответственно цены на электроэнергию для электропривода и на высокопотенциальное тепло для генератора абсорбционного ТН.

При $\text{ЧДД} = 0$ выражения (8) и (9) позволяют определить граничные значения отпускных цен на производимую тепловую энергию. В качестве примера рассмотрим ТН с $Q^P = 1,0$ МВт при работе в составе системы отопления при продолжительности отопительного периода 5500 ч, для которой, следуя рекомендациям работы [4], примем $k_{\text{год}} = 0,32$. Результаты расчетов представлены на рис. 2 и 3 для следующих фиксированных значений параметров: $K_{\text{ОБ}} = 5000,0$ тыс. руб.; $K_{\text{ЗД}} = 1000,0$ тыс. руб.; $K_P = 1000,0$ тыс. руб.; $S = 1,0$ год; $T = 20$ лет, $\nu = 0,18$; $\eta_{\Pi} = 0,24$; $\eta_{\Pi} = 0,022$. Значения других параметров указаны на рисунках.

Точки пересечения кривых с осью $\text{ЧДД} = 0$ определяют предельные отпускные цены P_T^{min} на тепловую энергию. При $P_T > P_T^{\text{min}}$ применение ТН экономически эффективно, так как $\text{ЧДД} > 0$, и наоборот, отпуск тепловой энергии по цене $P_T < P_T^{\text{min}}$ становится убыточным. Относительному увеличению значений P_T^{min} способствуют увеличение нормы прибыли r , действующих тарифов $T_{\text{эл}}$ и Q_T , а также снижение сроков T технической эксплуатации ТН. С увеличением загрузки оборудования, т.е. с ростом параметра $k_{\text{год}}$, происходит относительное снижение P_T^{min} и увеличение эффективности вложения инвестиций. Учет в формуле (5) значений $(Q_X P_X)$ и $(\Psi \cdot P_{\text{CO}_2})$, а также снижение капитальных затрат $K_{\text{ОБ}}$, $K_{\text{ЗД}}$ и K_P также уменьшают P_T^{min} . Учет других эксплуатационных затрат в (6), напротив приводит к росту P_T^{min} .

На основе анализа выражений (8) и (9), а также зависимостей на рис. 2 и 3 можно сделать вывод о том, что увеличение показателей энергетической эффективности φ и μ способно привести к значительному снижению P_T^{min} , а следовательно к повышению конкурентоспособности теплонасосных технологий. При выполнении предельного условия безубыточности $\text{ЧДД} = 0$ и неизменных первоначальных капитальных затратах это приводит к увеличению соотношения K/B и/или снижению норм дисконта r и E . На рис. 1 эта тенденция при неизменном значении срока службы T соответствует увеличению текущих значений K_0/B с уменьшением значений годовой нормы дисконта E . Принимая $K_0 = K_{\text{ЗД}} + K_{\text{ОБ}} + K_P$ и $r \cong E$ можно показать, что т. G ($K_0/B \cong 0,66$; $E \cong 0,13$) на рис. 1 соответствует значению $P_T^{\text{min}} = 1040$ руб./Гкал, тогда как т. A ($K_0/B \cong 3,4$; $E \cong 0,29$) соответствует относительно более высокое значение $P_T^{\text{min}} = 1740$ руб./Гкал. Таким образом, с увеличением энергетической эффективности ТН, т.е. с увеличением φ и μ уменьшается относительное влияние капиталовложений в инвестиционные проекты применения ТН.

На третьем этапе целесообразно выполнить оценки сравнительной эффективности. Аналогично вышеизложенному могут быть произведены оценки эффективности традиционных технологий производства тепловой энергии:

– для топливных (газовых, угольных, мазутных и т.п.) котлов по уравнению:

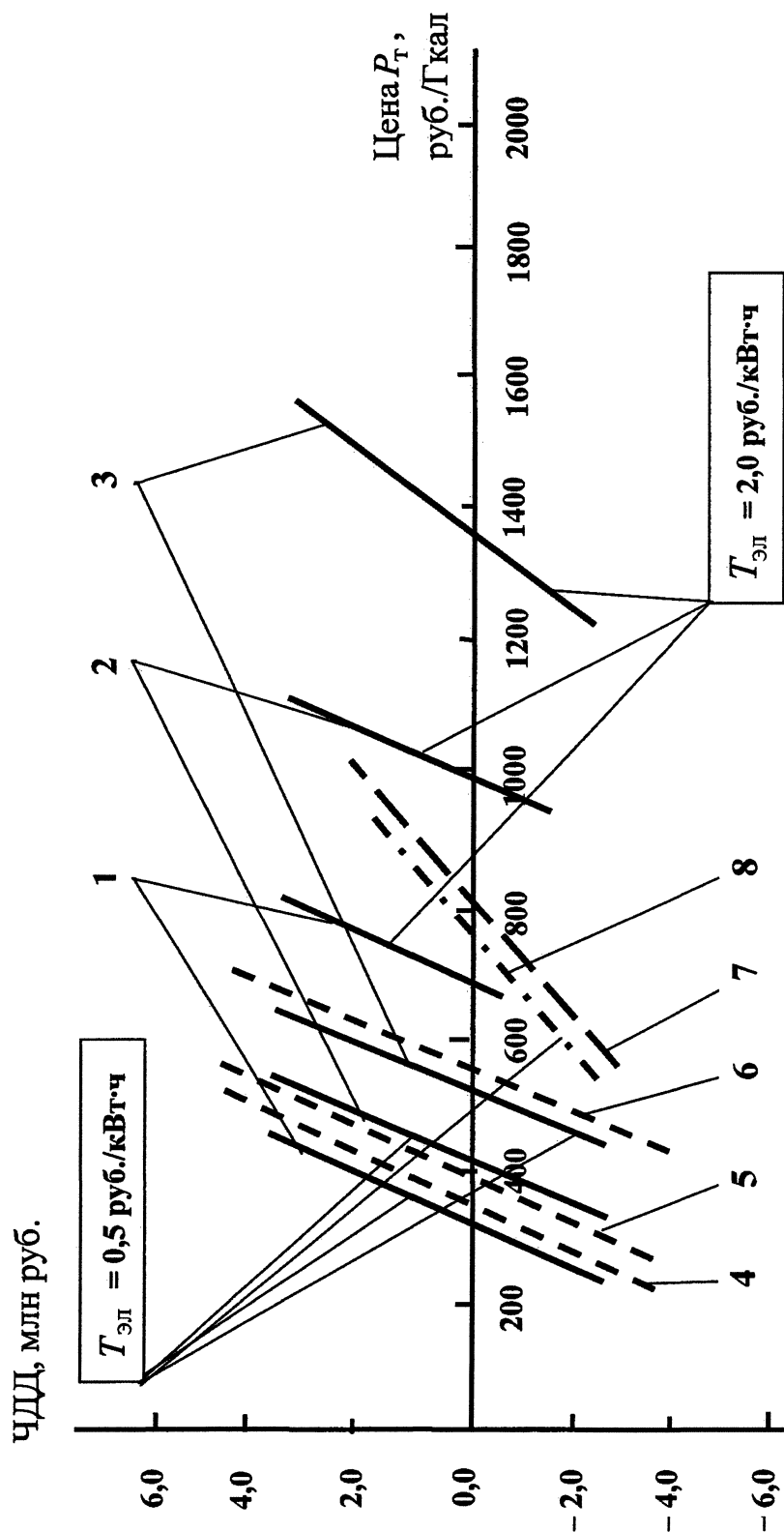
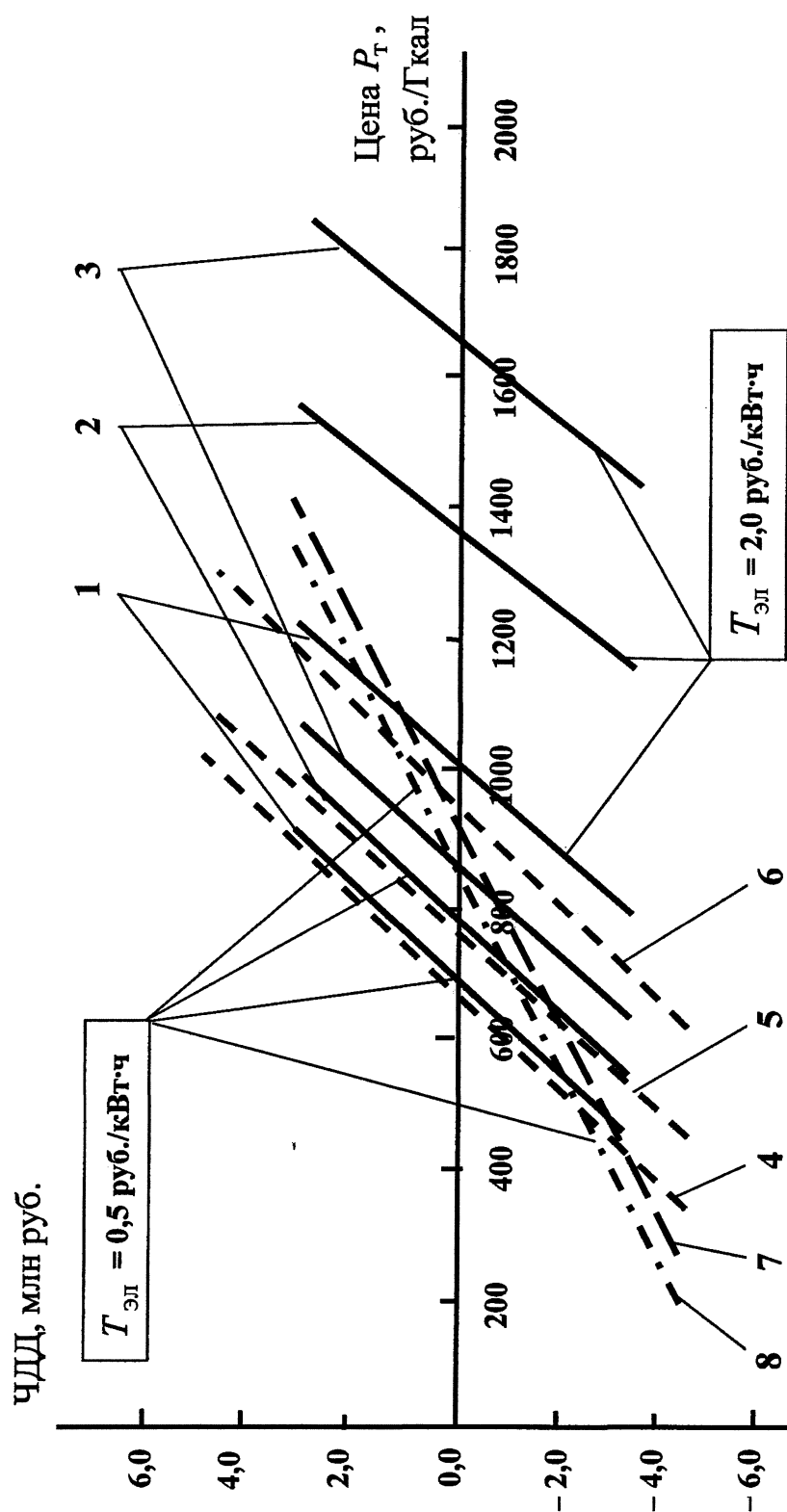


Рис. 2. Предельные значения отпускной цены на тепловую энергию для $r = 0,02$.

Пароконденсационный ТН с электроприводом: 1 – $\varphi = 5,0$; 2 – $\varphi = 3,0$; 3 – $\varphi = 2,0$; абсорбционный ТН ($\eta_{ген} = 0,8$ и $\mu = 2,2$): 4 – $T_T = 284$ руб./Гкал (природный газ), 5 – $T_T = 370$ руб./Гкал (пар от ТЭЦ), 6 – $T_T = 690$ руб./Гкал (пар от угольной котельной); 7 – угольная котельная ($T = 7$ лет, $\eta_K = 0,5$, $U_T = 2,5$ т. руб./Гт у.т., $K_{об} = 1200$ т. руб./МВт, $K_{зд} = 0$, $K_p = 240$ т. руб.); 8 – электрокотел ($T = 7$ лет, $\eta_{эл.к} = 0,95$, $K_{об} = 1960$ т. руб./МВт, $K_{зд} = 0$, $K_p = 390$ т. руб.)

Рис. 3. Предельные значения отпускной цены на тепловую энергию для $r = 0,13$.

Парокомпрессионный ТН с электроприводом: 1 – $\varphi = 5,0$; 2 – $\varphi = 3,0$; 3 – $\varphi = 2,0$;
 абсорбционный ТН ($\eta_{ген} = 0,8$ и $\mu = 2,2$): 4 – $T_T = 370 \text{ руб./Гкал}$ (пар от ТЭЦ),
 5 – $T_T = 284 \text{ руб./Гкал}$ (природный газ), 6 – $T_T = 690 \text{ руб./Гкал}$ (пар от угольной котельной);
 7 – угольная котельная ($T = 7 \text{ лет}$, $\eta_{к} = 0,5$, $C_T = 2,5 \text{ т. руб./т у.т.}$, $K_{ос} = 1200 \text{ т. руб./МВт}$, $K_{зд} = 0$, $K_p = 240 \text{ т. руб.}$);
 8 – электрокотел ($T = 7 \text{ лет}$, $\eta_{эл.к} = 0,95$, $K_{ос} = 1960 \text{ т. руб./МВт}$, $K_{зд} = 0$, $K_p = 390 \text{ т. руб.}$)

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = Q^P \tau_{\text{год}} k_{\text{год}} [P_T - C_T R / \eta_K] \times \\ \times (1 - \eta_{\text{П}}) \frac{1 - e^{-rT}}{r} - K_P \left[(1 + v) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - v \right] - \\ - (K_{\text{ЗД}} + K_{\text{ОБ}}) \left\{ (1 + v) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - v + \right. \\ \left. + \eta_{\text{И}} (1 - \eta_{\text{П}}) \frac{e^{-rT} - 1 + rT}{r^2 T} - \eta_{\text{П}} \frac{1 - e^{-rT}}{rT} \right\}; \end{aligned} \quad (10)$$

– для электродвигателей согласно:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = Q^P \cdot \tau_{\text{год}} \cdot k_{\text{год}} [P_T - T_{\text{ЭЛ}} / \eta_{\text{ЭЛ.К}}] \times \\ \times (1 - \eta_{\text{П}}) \frac{1 - e^{-rT}}{r} - K_P \cdot \left[(1 + v) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - v \right] - \\ - (K_{\text{ЗД}} + K_{\text{ОБ}}) \left\{ (1 + v) \frac{e^{rS} - 1}{rS} - v + \right. \\ \left. + \eta_{\text{И}} (1 - \eta_{\text{П}}) \frac{e^{-rT} - 1 + rT}{r^2 T} - \eta_{\text{П}} \frac{1 - e^{-rT}}{rT} \right\}. \end{aligned} \quad (11)$$

Здесь η_K и $\eta_{\text{ЭЛ.К}}$ – соответственно КПД топливных котлов и электродвигателей; C_T – цена условного топлива; $R = 0,1428$ т у.т./Гкал.

Согласно зарубежным и отечественным данным [5, 6] средний технический срок службы ТН составляет 15...20 лет. Для котельного оборудования, несмотря на его относительно меньшую по сравнению с ТН стоимость, необходимо учитывать более короткий по сравнению с ТН технический срок службы, официально ограниченный нормативными сроками ($T = 7...10$ лет) амортизации [7] и несоблюдением на практике паспортных режимов эксплуатации и сервисного обслуживания. Сокращение сроков эксплуатации приводит (см. рис. 1) к уменьшению области экономически эффективных параметров работы. Для малых угольных котельных в сельской местности, для которых $\eta_K \leq 0,5$, а доставка топлива сопряжена с высокими транспортными расходами, значения

$P_T^{\text{мин}}$ при низких тарифах на электроэнергию могут быть выше не только по отношению к ТН (см. рис. 2 и 3), но и к электродвигательным установкам. Например, такая ситуация характерна для коммунального хозяйства Иркутской области, где на долю электродвигательных приходится почти 10 % вырабатываемой тепловой энергии, а тарифы на электроэнергию традиционно являются одними из самых низких в России.

Таким образом, следуя вышеизложенной поэтапной схеме можно на стадии предварительных оценок с учетом требуемого уровня конкретизации широкого спектра технических, энергетических, режимных, экономических и экологических параметров определить сравнительную эффективность проектов применения теплонасосных технологий.

Литература

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / под ред. В.В. Косова, В.Н. Лившица, А.Г. Шахназарова. – М.: Экономика, 2000. – 421 с.
2. Виленский, П.Л. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика / П.Л. Виленский, В.Н. Лившиц, С.А. Смоляк. – М.: Дело, 2002. – 888 с.
3. Елистратов, С.Л. Экологические аспекты применения парокомпрессионных тепловых насосов / С.Л. Елистратов, В.Е. Накоряков // Известия РАН. Энергетика. – 2007. – № 4 – С. 76–83.
4. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 472 с.
5. Antonio Briganti. Тепловые насосы в жилых помещениях // АВОК. – 2001. – № 6. – С. 32–38.
6. Абсорбционные преобразователи теплоты / А.В. Бараненко, Л.С. Тимофеевский, А.Г. Долотов, А.В. Попов. – СПб.: СПбГУИИПТ, 2005. – 338 с.
7. Все об амортизации основных средств: пособие по практическому применению «Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» / под ред. С.В. Белоусовой. – М.: Вершина, 2006. – 176 с.

Поступила в редакцию 10.04.2009 г.

Елистратов Сергей Львович – кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории процессов переноса Учреждения Российской академии наук. Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе Сибирского отделения РАН (ИТ СО РАН), г. Новосибирск. Область научных интересов: тепловые насосы и энергосбережение.

Контактный телефон: 8-(383) 335-65-77.

Elistratov Sergey Lvovich – Candidate of technical sciences, senior scientific employee of Laboratory of transfer processes of Kutateladze Institute of Thermophysics Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IT SB RAS). The field of scientific interests is heat pumps and energy saving.

Contact telephone: 8-(383) 335-65-77.